

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-1-88-100>

УДК 338.45

Повышение эффективности планирования как основа управления инвестиционной деятельностью промышленного предприятия

Е. Л. Чазов¹⁾, В. П. Грахов¹⁾, В. В. Криворотов²⁾, О. Л. Симченко¹⁾

¹⁾Ижевский государственный технический университет имени М. Т. Калашникова
(Ижевск, Российская Федерация),

²⁾Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина
(Екатеринбург, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2019
Belarusian National Technical University, 2019

Реферат. Первой и одной из важнейших функций управления является планирование. При этом в современных рыночных условиях время для реализации данного этапа весьма ограничено. Во многом это относится и к нефтегазовой промышленности. Ввиду сокращения ресурсной базы отрасли доля сверхприбыльных проектов значительно уменьшилась. Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти и газа связана с активной инвестиционной деятельностью, необходимостью внедрения дорогостоящих технологий и оборудования. Рассмотрим наиболее распространенный вид инвестиционного проекта, связанного с проведением геолого-технических мероприятий. Для повышения экономической эффективности от проведения геолого-технических мероприятий предлагается реализовать автоматизированную модель на стадии планирования. Данная модель на основе обобщенных геологических, технологических, статистических, макроэкономических и экономических показателей позволяет оперативно решить следующие задачи: более точно и оперативно планировать затраты на проведение геолого-технических мероприятий; определить минимально допустимый рентабельный уровень дебита нефти после проведения геолого-технических мероприятий; определить максимально экономически обоснованную продолжительность капитального ремонта скважины; упорядочить проекты геолого-технических мероприятий по их привлекательности. По итогам реализации автоматизированной модели составлена матрица эффективности для конкретного месторождения, определяющая влияния необходимых инвестиций и планового дебита на экономические показатели проекта. Применение данной матрицы позволило исключить из плана несколько неэффективных геолого-технических мероприятий. Разработана методика ранжирования на базе расчета интегрированного коэффициента эффективности. На ее основе решен вопрос принятия оптимальных управленческих решений с учетом оценки влияния риска в случае рассмотрения проектов с одинаковой экономической эффективностью.

Ключевые слова: планирование, оценка проектов, учет риска, инвестиции, ранжирование проектов, методы оценки, оптимальное решение

Для цитирования: Повышение эффективности планирования как основа управления инвестиционной деятельностью промышленного предприятия / Е. Л. Чазов [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2019. Т. 62, № 1. С. 88–100. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-1-88-100>

Адрес для переписки

Грахов Валерий Павлович
Ижевский государственный технический
университет имени М. Т. Калашникова
ул. Студенческая, 7
426060, г. Ижевск, Российская Федерация
Тел.: +8 912 443-64-94
pgs@istu.ru

Address for correspondence

Grakhov Valery P.
Kalashnikov Izhevsk State
Technical University
7 Studencheskaya str.,
426060, Izhevsk, Russian Federation
Tel.: +8 912 443-64-94
pgs@istu.ru

Improving the Efficiency of Planning as a Basis for Management the Investment Activity of an Industrial Enterprise

E. L. Chazov¹⁾, V. P. Grakhov¹⁾, V. V. Krivorotov²⁾, O. L. Simchenko¹⁾

¹⁾Kalashnikov Izhevsk State Technical University (Izhevsk, Russian Federation),

²⁾Ural Federal University named after the First President of Russia B. N. Yeltsin (Ekaterinburg, Russian Federation)

Abstract. The first and one of the most important functions of management is planning. At the same time, in the current market conditions, the time for the implementation of this stage is very limited. In many ways, this applies to the oil and gas industry all the same. Due to the reduction of the resource base of the industry, the share of super-profitable projects has decreased significantly. Extraction of hard-to-recover oil and gas reserves is associated with active investment activities and with the need to introduce expensive technologies and equipment. The most common type of investment project associated with the geological and technical activities is being considered in the present paper. In order to increase the economic efficiency of the geological and technical activities it is proposed to implement an automated model at the stage of planning. This model, on the basis of the generalized geological, technological, statistical, macroeconomic and economic indicators, allows to solve quickly the following problems: of more precise and prompt planning the expenses on carrying out geological and technical actions; of defining minimum admissible profitable level of an oil flow rate after carrying out geological and technical actions; of determining the most economically justified duration of the overhaul of the well; of organizing the projects of geological and technical measures according to their attractiveness. As a result of the implementation of the automated model, an efficiency matrix for a particular field was compiled that determines the impact of the necessary investments and planned flow rate on the economic indicators of the project. The use of this matrix made it possible to exclude several inefficient geological and technical measures from the plan. The method of ranking based on the calculation of the integrated efficiency coefficient has been developed. On its basis, the issue of making optimal management decisions taking into account the impact of risk assessment in the case of projects with the same economic efficiency is solved.

Keywords: planning, project evaluation, risk management, investment, project ranking, evaluation methods, optimal solution

For citation: Chazov E. L., Grakhov V. P., Krivorotov V. V., Simchenko O. L. (2019) Improving the Efficiency of Planning as a Basis for Management the Investment Activity of an Industrial Enterprise. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 62 (1), 88–100. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-1-88-100> (in Russian)

Введение

Современное состояние нефтегазодобывающей отрасли характеризуется ухудшением качества промышленных запасов нефти из-за перехода большинства крупных месторождений на позднюю стадию разработки и открытия новых трудноизвлекаемых запасов, ввод которых в разработку требует больших капитальных вложений [1]. Основные вложения связаны с проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ). В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» существует процедура формирования и утверждения месячной программы ГТМ. Подбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ осуществляется на уровне производственных служб общества. Ввиду дефицита базы ГТМ время от подбора скважины-кандидата до выполнения на ней запланированных мероприятий не позволяет

провести тщательную предварительную оценку экономической эффективности. В связи с чем часть ГТМ оказываются экономически неэффективными или малоэффективными даже в случае достижения геолого-технологических параметров.

Цель исследований – разработка автоматизированной модели экономической оценки эффективности ГТМ на стадии планирования и подбора скважин-кандидатов, что в свою очередь позволит [2–4]:

- оперативно оценивать экономическую эффективность скважин-кандидатов при подборе ГТМ без необходимости проведения сложных и трудоемких расчетов;
- своевременно принимать решения о замене неэффективных ГТМ;
- достигать эффективности планируемых ГТМ не ниже уровня бизнес-плана;
- повысить эффективность планирования ГТМ;
- рассчитать матрицу эффективности для конкретного месторождения;
- упорядочить проекты ГТМ по их привлекательности;
- существенно снизить риск реализации неэффективного проекта ГТМ.

Применяемая в настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» методика расчета экономической эффективности ГТМ на этапе планирования имеет ряд недостатков, в связи с чем уже только на стадии выполнения мероприятия принимаются решения о его замене. В результате возникают непроизводительные затраты, связанные с заменой неэффективного ГТМ.

Решение проблемы основано на включении в экономические расчеты модели таких факторов, как детализация проводимых мероприятий, адресный учет затрат в связи с определением межремонтного периода (МРП) скважины, способа эксплуатации, перечня внедряемого оборудования и дополнительных функций, необходимых специалистам производственных подразделений для повышения эффективности планирования мероприятий в автоматизированном формате.

Существующая методика расчета экономической эффективности геолого-технических мероприятий

Данная экономическая модель используется специалистами ОАО «Удмуртнефть» для расчета экономической эффективности планируемых ГТМ и составления отчетной документации согласно имеющимся стандартам [5]. Она включает расчеты:

1) добычи нефти на период длительности действия экономического эффекта от планируемых мероприятий

$$Q_n = \frac{q_{нТ_{пад}} D_{д.отр}}{100}, \quad (1)$$

где $q_{нТ_{пад}}$ – дополнительный дебит нефти по темпу падения; $D_{д.отр}$ – отработанные скважино-дни;

2) количества отработанных скважино-дней

$$D_{\text{д.отр}} = D_{\text{ср}} K_{\text{эксп}}, \quad (2)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее количество дней в месяце; $K_{\text{эксп}}$ – коэффициент эксплуатации скважин;

3) расчета коэффициента эксплуатации

$$K_{\text{эксп}} = D_{\text{кал}} - D_{\text{рем}} - D_{\text{внр}} - D_{\text{всп}} - D_{\text{проч}}, \quad (3)$$

где $D_{\text{кал}}$ – календарные дни; $D_{\text{рем}}$ – продолжительность последующих ремонтов (дни); $D_{\text{внр}}$ – продолжительность вывода на режим; $D_{\text{всп}}$ – внутри-сменные простои (за месяц); $D_{\text{проч}}$ – прочие (отказ трубопроводов, отключение электроэнергии и т. д.).

4) дополнительного дебита нефти с учетом темпа падения [6]

$$q_{nT_{\text{пад}}} = q_n (1 - T_{\text{пад}})^{1/12}, \quad (4)$$

где $T_{\text{пад}}$ – годовой темп падения; q_n – дополнительный дебит нефти;

5) потока наличности

$$FV = B_n - Z_{\text{рем}} - K - Z_{\text{пер}} - Z_{\text{сод.скв}} - H_{\text{ндпи}} - H_{\text{им}} - H_{\text{пр}}, \quad (5)$$

где B_n – выручка от реализации нефти (доход); $Z_{\text{рем}}$ – расходы на ремонт скважин (ОРЕХ); K – капитальные вложения (CAPEX); $Z_{\text{пер}}$ – переменные расходы; $Z_{\text{сод.скв}}$ – затраты на содержание скважин; $H_{\text{ндпи}}$ – налог на добычу полезных ископаемых; $H_{\text{им}}$ – налог на имущество; $H_{\text{пр}}$ – налог на прибыль.

6) дисконтированного потока наличности

$$PV = \frac{FV}{(1+i)^n}, \quad (6)$$

где i – ставка дисконтирования; n – число периодов;

7) накопленного дисконтированного потока наличности

$$NPV = PV_1 + PV_2 + PV_3 + \dots + PV_n, \quad (7)$$

где PV_1 , PV_2 , PV_3 – дисконтированный поток наличности за первый, второй и третий периоды; PV_n – дисконтированный поток наличности за период n ; n – порядковое значение периода в расчете.

Предлагаемая методика расчета экономической эффективности геолого-технических мероприятий

В основе расчета дисконтированного потока лежат те же макроэкономические показатели, что и в существующей методике, но внесены представленные ниже изменения.

1. Детализирован перечень мероприятий.

Помимо основных мероприятий, в модели представлены детализированные виды мероприятий, характерных для условий ОАО «Удмуртнефть» (табл. 1).

Таблица 1

Детализированный перечень мероприятий

Detailed list of events

Вид мероприятия	Детализированное мероприятие	
Переход на другой горизонт (ПДГ)	Переход на вышележащий горизонт (ПВГ)	Переход на нижележащий горизонт (ПНГ)
Гидроразрыв пласта (ГРП)	ГРП с отсыпкой забоя	ГРП с двухпакерным оборудованием
Ввод из бездействия скважин (ВБС)	ВБС за счет перехода на другой горизонт	ВБС за счет проведения РИР
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	РИР двухпакерным оборудованием	РИР с установкой цементного моста
Ликвидация аварий (ЛА)	ЛА с глубинно-насосным оборудованием	ЛА с элементами эксплуатационной колонны
Приобщение объектов (ПО)	ПО с внедрением пакера-отсекателя	ПО без внедрения пакера-отсекателя

2. Произведен учет продолжительности МРП.

Данный показатель предполагает планирование дополнительных затрат, связанных с проведением текущего ремонта скважины (ТРС).

3. Произведен учет способа эксплуатации скважины.

Данный показатель предполагает планирование дополнительных затрат, связанных с выбором вида способа эксплуатации.

В ОАО «Удмуртнефть» скважины эксплуатируются двумя способами:

- механизированным с помощью привода станком-качалкой;
- механизированным с помощью электроцентробежного насоса.

4. Произведен учет затрат на оборудование и инфраструктуру.

Данный показатель предполагает планирование дополнительных затрат, связанных с необходимостью строительства линий электропередачи, реконструкцией нефтепровода, заменой силового трансформатора и проч.

Выбор дополнительных параметров производится пользователями в списке активного окна программы (рис. 1).

5. Дополнительные функции.

5.1. Подбор минимально допустимого дебита нефти и жидкости для проведения ГТМ.

Данная функция позволяет оперативно рассмотреть возможность проведения дополнительных мероприятий по конкретным скважинам с учетом показателей экономической эффективности и тем самым корректно определить рейтинг скважины.

Для использования этой функции пользователь активирует кнопку «Подбор дебита нефти». Вычисления выбора (подбора) значения дебита нефти и жидкости программой производятся автоматически.

Исходные данные по скважине		
ОГ	ОАО «Удмуртнефть»	
Месторождение	Киенгопское	
Дата начала ремонта	01.11.2018	
Скважина	623	
Вид ремонта	ГРП	
Способ эксплуатации	ЭЦН	
Состояние по фонду	<input checked="" type="checkbox"/> ДФ <input type="checkbox"/> БФ	
Исходные геологические данные		
Запускной дебит нефти	т/сут	5,0
Остановочный дебит нефти	т/сут	1,0
Запускной дебит жидкости	т/сут	38,0
Остановочный дебит жидкости	т/сут	11,0
Дни остановки на ГТМ	сут	10
Инвестиции в ГТМ		
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	1720,00
ОНВСС	тыс. руб.	1500,00
Инфраструктура	тыс. руб.	0
Последующая замена оборудования		
Стоимость 1 ТРС	тыс. руб.	365,00
Стоимость оборудования	тыс. руб.	480,90
МРП	сут	734

Рис. 1. Исходные данные для расчета экономической эффективности

Fig. 1. Initial data for the calculation of economic efficiency

В качестве примера рассмотрим итоги расчета по планированию ПВЛГ (перевод на вышележащие горизонты) скважины № 151 Киенгопского месторождения (табл. 2, 3).

Таблица 2

Расчет фактической экономической эффективности

Calculation of actual economic efficiency

Вид ГТМ	Место-рождение	№ скважины	$q_{н\text{,}}$ т/сут	$q_{ж\text{,}}$ т/сут	Продолжительность ремонта	ОРЕХ, тыс. руб.	CAPEX, тыс. руб.	NPV, тыс. руб.
ПВЛГ	Киенгопское	151	5,0	146	15	1161,6	3839,7	-2117,1

Согласно табл. 2, накопленный дисконтированный доход (NPV) – отрицательный (–2117,1 тыс. руб.). Потенциально возможная прибыль равна нулю, соответственно рейтинг скважины на проведение ГТМ снижается.

Таблица 3

Расчет экономически минимально допустимого дебита нефти

The calculation of the cost-minimum oil production rate

Вид ГТМ	Месторождение	№ скважины	q_n , т/сут	$q_{ж}$, т/сут	Продолжительность ремонта	OPEX, тыс. руб.	CAPEX, тыс. руб.	NPV, тыс. руб.
ПВЛГ	Киенгопское	151	6,2	181	15	1161,6	3839,7	266,9

По результатам подбора минимально допустимый по показателям рентабельности дебит нефти 6,2 т/сут при общем дебите жидкости 181 т/сут. Дисконтированный поток наличности при прочих равных условиях (OPEX, CAPEX) составит 266,9 тыс. руб. В этом случае пользователи рассматривают возможность проведения дополнительных мероприятий для достижения подобранных программой дебитов нефти и жидкости.

5.2. Подбор максимально допустимой продолжительности капитального ремонта скважин при проведении ГТМ.

При планировании капитального ремонта скважин при ликвидации сложных аварий данная функция позволяет оперативно рассмотреть возможность проведения дополнительных работ с учетом показателей экономической эффективности и тем самым корректно определить рейтинг скважины.

5.3. Расчет матрицы эффективности для конкретного месторождения.

Для оперативного управления эффективностью ГТМ на этапе подбора скважин-кандидатов рекомендуется использовать предельный рентабельный дебит с учетом стоимости инвестиций в ГТМ [7]. Матрица эффективности позволяет быстро определить потенциально рискованные скважины для реализации ГТМ: для ГТМ стоимостью 3400 тыс. руб. прирост дебита должен быть не менее 3 т/сут для конкретного месторождения (рис. 2).

Матрица эффективности (анализ влияния суммарных инвестиций и прироста дебита на PI)																
Суммарные инвестиции		Прирост дебита нефти, т/сут														
тыс.руб	%	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5
1700	50%	1,01	1,60	2,19	2,78	3,37	3,96	4,54	5,14	5,72	6,32	6,91	7,50	8,09	8,68	9,27
2040	60%	0,89	1,38	1,87	2,36	2,86	3,35	3,84	4,33	4,82	5,32	5,81	6,30	6,79	7,28	7,77
2380	70%	0,80	1,22	1,64	2,07	2,49	2,91	3,33	3,75	4,17	4,60	5,02	5,44	5,86	6,28	6,70
2720	80%	0,74	1,11	1,48	1,85	2,22	2,58	2,95	3,32	3,69	4,06	4,43	4,80	5,17	5,53	5,90
3060	90%	0,69	1,02	1,34	1,67	2,00	2,33	2,66	2,98	3,31	3,64	3,97	4,30	4,63	4,95	5,28
3400	100%	0,65	0,95	1,24	1,53	1,83	2,13	2,42	2,72	3,01	3,31	3,60	3,90	4,19	4,48	4,78
3740	110%	0,62	0,89	1,15	1,42	1,69	1,96	2,23	2,50	2,76	3,03	3,30	3,57	3,84	4,10	4,37
4080	120%	0,59	0,84	1,08	1,33	1,57	1,82	2,06	2,31	2,56	2,81	3,05	3,30	3,54	3,79	4,03
4420	130%	0,57	0,79	1,02	1,25	1,48	1,70	1,93	2,16	2,38	2,61	2,84	3,06	3,29	3,52	3,74
4760	140%	0,55	0,76	0,97	1,18	1,39	1,60	1,81	2,02	2,23	2,45	2,66	2,87	3,08	3,29	3,50
5100	150%	0,53	0,73	0,92	1,12	1,32	1,51	1,71	1,91	2,10	2,30	2,49	2,69	2,89	3,09	3,28
5440	160%	0,52	0,70	0,88	1,07	1,25	1,44	1,62	1,81	1,99	2,18	2,36	2,54	2,73	2,91	3,10
5780	170%	0,50	0,68	0,85	1,02	1,20	1,37	1,54	1,72	1,89	2,07	2,23	2,41	2,59	2,76	2,93
6120	180%	0,49	0,66	0,82	0,98	1,15	1,31	1,47	1,64	1,80	1,97	2,13	2,29	2,46	2,62	2,79
6460	190%	0,48	0,64	0,79	0,95	1,10	1,26	1,41	1,57	1,72	1,88	2,04	2,19	2,35	2,50	2,65
0,90	PI<1	1,10	1,5	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00
	PI> 1,5															

Рис. 2. Матрица эффективности для конкретного месторождения

Fig. 2. Performance matrix for a specific field

5.4. Расчет основных интегральных показателей эффективности.

По модели, используемой в ОАО «Удмуртнефть», вычисляется только один интегральный показатель – NPV.

Автоматизированная модель дополнительно позволяет рассчитывать:

- срок окупаемости (DPP);
- внутреннюю норму доходности (IRR);
- коэффициент рентабельности (PI).

Соответственно результаты расчетов по второй модели более точно отражают экономическую эффективность планируемых мероприятий (рис. 3).

Макроэкономические показатели		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
Курс USD	руб/\$	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66		
Цена нефти Brent	\$/барр	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55		
Netback - нефть	\$/т	222,5	245,0	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6		
Коэффициент НДПИ		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		
НДПИ - нефть	\$/т	116,2	133,8	133,8	133,8	133,8	133,8	132,9	131,9	130,9	129,9	129,0		
Ставка дисконтирования		20%	предельно-допустимые											
Ставка налога на имущество		2,2%												
Ставка налога на прибыль		20%												
Экономические показатели		Рассчитать экономические показатели												
Суммарные инвестиции	млн.руб.												3,22	
NPV	млн.руб.												✖ -4,1	
DPI													✖ -0,39	1,5
IRR, год													-	20%
DPP	лет	не окупается												
Расчетный период		5 л 0м	60	60										
Доп. добыча	т	187	187	187	187	187	187	-	-	-	-			
Решение о проведении работ на скважине:														
Не рекомендуется к реализации		Предельный прирост дебита нефти, т/сут					2,00							

деляются следующие параметры: цена нефти или газа (P); уровень добычи нефти (Q); капитальные вложения (K).

Соответственно коэффициенты устойчивости: NPV от P (NP); NPV от Q (NQ); NPV от K (NK); IRR от P (IP); IRR от Q (IQ); IRR от K (IK).

В итоге принятие управленческого решения инвестиционного характера с несколькими технико-экономическими показателями сводится к однокритериальной задаче.

Сравнение каждого варианта управленческого решения представляется на основе 10 показателей (векторов)

$$X_S = (NPV, IRR, K, PP, NQ, NP, NK, IQ, IP, IK),$$

где $S = 1, \dots, N$; S, N – номер и число вариантов проекта.

Для выбора оптимального построения расчетов перейдем к безвременным показателям и получим вектор приведенных параметров

$$X_S = (A_{S1}, A_{S2}, A_{S3}, A_{S4}, A_{S5}, A_{S6}, A_{S7}, A_{S8}, A_{S9}, A_{S10}).$$

Данный вектор на основе приведенных показателей определяется по формулам:

$$\begin{aligned} A_{S1} &= NPV_S / NPV_{\max}; \\ A_{S2} &= IRR_S / IRR_{\max}; \\ A_{S3} &= K_{\min} / K_S; \\ A_{S4} &= PP_{\min} / PP_S; \\ A_{S5} &= NQ_{\min} / NQ_S; \\ A_{S6} &= NP_{\min} / NP_S; \\ A_{S7} &= NK_{\min} / NK_S; \\ A_{S8} &= IQ_{\min} / IQ_S; \\ A_{S9} &= IP_{\min} / IP_S; \\ A_{S10} &= IK_{\min} / IK_S, \end{aligned}$$

где максимальные и минимальные значения показателей вычисляются следующим образом:

$$\begin{aligned} NPV_{\max} &= \max NPV_S; \\ IRR_{\max} &= \max IRR_S; \\ K_{\min} &= \min K_S; \\ PP_{\min} &= \min PP_S; \\ NQ_{\min} &= \min NQ_S; \\ NP_{\min} &= \min NP_S; \\ NK_{\min} &= \min NK_S; \\ IQ_{\min} &= \min IQ_S; \\ IP_{\min} &= \min IP_S; \\ IK_{\min} &= \min IK_S, \end{aligned}$$

где $S = 1, \dots, N$.

При этом показатели A_{Sj} удовлетворяют неравенствам $0 < A_{Sj} \leq 1$; $S = 1, \dots, N$; $j = 1, \dots, 10$.

Соответственно самый оптимальный вариант определяется условием $A_{sj} \rightarrow \max$.

Согласно [8], функция принадлежности представляет собой некоторую систему ограничений:

$$X_{sj}(A_{sj}) = \begin{cases} 0, & \text{если } A_{sj} \leq B_{sj}; \\ \sin^2(\pi(A_{sj} - B_{sj})/2(C_{sj} - B_{sj})), & \text{если } B_{sj} < A_{sj} \leq C_{sj}; \\ 1, & \text{если } A_{sj} \leq C_{sj}, \end{cases} \quad (8)$$

где B_{sj} , C_{sj} – нижняя и верхняя границы допустимого значения параметра; $S = 1, \dots, N; j = 1, \dots, 10$.

При отсутствии иных предпочтений за B_{sj} и C_{sj} можно принять соответственно минимальное и максимальное значения параметра.

Обобщенный критерий

$$F(X_S) = \sqrt[M]{F1^{n1}(A_{S1}) \cdot F2^{n2}(A_{S2}) \times \dots \times F9^{n9}(A_{S9}) \cdot F10^{n10}(A_{S10})}. \quad (9)$$

Обобщенный критерий $F(X_S)$ принимает значение из следующего отрезка $(0, \dots, 1)$, где $S = 1, \dots, N; M = j$ [8].

Таким образом, все проекты определяются конкретным значением на базе обобщенного критерия $F(X_S)$. На их основе выбирают лучший из проектов для дальнейшей реализации.

Степень n_j определяет влияние параметра на функцию $F(X_S)$. Изменяя показатель степени, определяем возможные варианты расчета единого критерия. К примеру, IRR и NPV более важны, чем PP, следовательно, $n1$ и $n2$ должны быть больше, чем степень $n4$. Все эти показатели в любом случае должен установить экспертный аналитик. Изменяя степень n_j , можно ориентировать функцию однокритериальной оценки экономической эффективности проектов как на определение более прибыльных, так и на определение более надежных проектов [9–11].

Благодаря использованию данной модели была произведена оценка технико-экономической эффективности проектов ГТМ. В случае изменения макроэкономической ситуации (например, цены на нефть, курса доллара) определены рекомендации по обоснованной оптимизации капитальных вложений и эксплуатационных затрат при различных макроэкономических сценариях работы предприятия. По итогам оценки и исключения заведомо неэффективных ГТМ достигнут максимальный поток наличности. Разработанная методика оценки экономической эффективности позволяет не только определить лучший вариант, но и упорядочить инвестиционные проекты по привлекательности, что значительно снижает риски при принятии управленческих решений [12, 13].

Результаты рассмотренных методик оценки эффективности проектов ГТМ представлены в табл. 4.

Таблица 4

Ранжирование проектов

Project ranking

№ скважины	Ранжирование проектов		
	NPV, млн руб.	Значение расчетного коэффициента	Принятое решение
510610	9	0,91	1
510396	9	0,88	2
510646	9	0,75	3

В ходе рассмотрения одного из наиболее популярных видов инвестиционных проектов в ОАО «Удмуртнефть», активно применяемого на заключительной стадии разработки месторождений, установлено, что 9 из 82 запланированных мероприятий имеют отрицательный NPV (табл. 5).

Таблица 5

Список неэффективных мероприятий

List of ineffective measures

Вид мероприятия	Месторождение	№ скважины	Модель NPV, тыс. руб.		Отклонение, тыс. руб.
			существующая	предлагаемая	
ВБС РИР	Киенгопское	189	553	–364	–917
ВБС РИР	Киенгопское	50	618	–51	–669
ВБС РИР	Киенгопское	163	1195	–802	–1997
ПНГ	Гремихинское	237	1765	–151	–1916
ПНГ	Киенгопское	181	1765	–144	–1909
ПНГ	Чутырское	152	1765	–144	–1909
ПНГ	Карсовайское	44	1765	–153	–1918
ПНГ	Киенгопское	203	333	–1982	–2314
ПНГ	Чутырское	77	505	–2537	–3042
Итого			10265	–6326	–16591

Причины выявленных неэффективных мероприятий заключаются в следующем:

– продолжительность ремонта скважин была рассчитана на основании усредненных данных. По факту благодаря применению детализированного подхода к оценке продолжительности установлен существенный рост данного показателя;

– фактический МРП по данным скважинам не превышает среднего МРП по ОАО «Удмуртнефть». Соответственно не были учтены дополнительные затраты для проведения ТРС, внедрения оборудования; фактический коэффициент эксплуатации оказался ниже среднего показателя;

– для ряда скважин не были учтены затраты на обустройство выкидных линий, установки станка-качалки, планировку площадки для постановки бригады капитального ремонта скважины.

ВЫВОДЫ

1. Предлагаемая автоматизированная методика оценки эффективности геолого-технических мероприятий благодаря своим преимуществам, предусматривающим адресный и интегрированный подходы к оценке влияния геологических, технологических, статистических, макроэкономических и экономических показателей, позволяет оперативно уже на стадии планирования заменить неэффективные или высокорискованные мероприятия на более эффективные.

2. В рамках проведенной работы подготовлена матрица эффективности для конкретного месторождения, определяющая влияние необходимых инвестиций и планового дебита на экономические показатели проекта, а также предложена модель ранжирования на основе интегрированного коэффициента эффективности, позволяющего принять оптимальные управленческие решения при формировании и корректировке программы геолого-технических мероприятий с учетом рисков.

3. Автоматизированная модель может иметь практическое применение на любом нефтедобывающем предприятии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чазов, Е. Л. Анализ комплексных методов оценки экономической эффективности проектов развития промышленного предприятия / Е. Л. Чазов, В. П. Грахов, О. Л. Симченко // Методы, механизмы и факторы конкурентоспособности национальных экономических систем: материалы сб. статей Междунар. науч.-практ. конф. Самара, 2018. С. 79–83.
2. Ильин, А. И. Планирование на предприятии / А. И. Ильин, Л. М. Сеница. Минск: Новое знание, 2000. 700 с.
3. Грахов, В. П. Методика определения эффективности внедрения системы внутрифирменного планирования / В. П. Грахов // Приоритеты социально-экономического развития регионов России в новых условиях: Всерос. науч.-практ. конф., 29–30 мая 2003 г.: сб. статей. Пенза, 2003. С. 128–131.
4. Анализ и систематизация основных подходов и методов оценки эффективности предприятия / О. Л. Симченко [и др.] // Вестник Челябинского государственного университета. 2018. Т. 417, № 7. С. 104–111.
5. Коробейников, Н. Ю. Особенности экономической оценки проведения геолого-технических мероприятий / Н. Ю. Коробейников, Г. Р. Тергулова // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. С. 13.
6. Оценка и планирование конкурентоспособности предприятий топливно-энергетического комплекса / В. В. Криворотов [и др.]. Екатеринбург: УрФУ, 2016. 178 с.
7. Грахов, В. П. Проблемы механизма формирования инвестиционной политики / В. П. Грахов, Ю. Г. Кислякова, О. Л. Чазова // Бизнес в законе. 2014. № 2. С. 71–73.
8. Чазов, Е. Л. Стратегическая модель оптимизации потока наличности, используемая при управлении эффективностью промышленного предприятия в условиях изменений факторов внешней среды / Е. Л. Чазов, В. П. Грахов, О. Л. Симченко // Фундаментальные исследования. 2018. № 8. С. 127–130.
9. Тарануха, Н. Л. Повышение эффективности предприятий на основе системного анализа проектных решений / Н. Л. Тарануха // Вестник Ижевского государственного технического университета. 2004. № 2. С. 46–49.
10. Симченко, О. Л. Формирование методики оценки эффективности промышленных предприятий, функционирующих на территории индустриальных парков / О. Л. Симченко // Современная экономика: проблемы и решения. 2018. Т. 98, № 2. С. 50–60.
11. Старик, Д. Э. Расчеты эффективности инвестиционных проектов / Д. Э. Старик. М.: Финстатинформ, 2001. 131 с.

12. Идрисов, А. Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций / А. Б. Идрисов, С. В. Картышев, А. В. Постников. М.: Информационно-издательский дом «Филинъ», 2006. 272 с.
13. Андреев, А. Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности / А. Ф. Андреев. М.: Нефть и газ, 1997. 276 с.

Поступила 24.10.2018 Подписана в печать 26.12.2018 Опубликовано онлайн 30.01.2019

REFERENCES

1. Chazov E. L., Grakhov V. P., Simchenko O. L. (2018) Analysis of Comprehensive Methods for Assessing the Economic Efficiency of Industrial Enterprise Development Projects. *Metody, Mekhanizmy i Faktory Konkurentosposobnosti Natsional'nykh Ekonomicheskikh Sistem: Materialy Sb. St. Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf.* [Methods, Mechanisms and Factors of Competitiveness of National Economic Systems: Materials Collection of Articles of the International Scientific and Practical Conference]. Samara, 79–83 (in Russian).
2. Il'in A. I., Sinitsa L. M. (2000) *Enterprise Activity Planning*. Minsk, Novoe Znanie Publ. 700 (in Russian).
3. Grakhov V. P. (2003) Methods of Determining the Effectiveness of the Implementation of the System of Internal Planning of Activity of a Firm. *Prioritety Sotsial'no-Ekonomicheskogo Razvitiya Regionov Rossii v Novykh Usloviyakh: Vseros. Nauch.-Prakt. Konf., 29–30 Maya 2003 g.: Sb. St.* [Priorities of Social and Economic Development of Russian Regions in the New Conditions: Collection of Articles of the All-Russian Scientific and Practical Conference]. Penza, 128–131 (in Russian).
4. Simchenko O. L., Grakhov V. P., Maksimov K. V., Chazov E. L. (2018) Analysis and Systematization of the Main Approaches and Methods for Assessing the Efficiency of an Enterprise. *Vestnik Chelyabinskogo Gosudarstvennogo Universiteta* = Bulletin of Chelyabinsk State University, 417 (7), 104–111 (in Russian).
5. Korobeinikov N. Yu., Teregulova G. R. (2001) Specific Features of Economic Evaluation of Geological and Technical Planned Activities. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (4), 13 (in Russian).
6. Krivorotov V. V., Korsunov P. P., Voronov D. S., Matveeva T. V. (2016) *Assessment and Planning of Competitiveness of Enterprises of Fuel and Energy Complex*. Ekaterinburg, Ural Federal University. 178 (in Russian).
7. Grakhov V. P., Kislyakova Yu. G., Chazova O. L. (2014) Problems of the Mechanism of Formation of Investment Policy. *Biznes v Zakone = Business in Law*, (2), 71–73 (in Russian).
8. Chazov E. L., Grakhov V. P., Simchenko O. L. (2018) Strategic Model of Cash Flow Optimization Used in the Management of Industrial Enterprise Efficiency in the Conditions of Changes in Environmental Factors. *Fundamental'nye Issledovaniya = Fundamental Research*, (8), 127–130 (in Russian).
9. Taranukha N. L. (2004) Improving the Efficiency of Enterprises on the Basis of System Analysis of Design Solutions. *Vestnik Izhevskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Bulletin of Kalashnikov ISTU*, (2), 46–49 (in Russian).
10. Simchenko O. L. (2018) Formation of Methods for Assessing the Effectiveness of Industrial Enterprises Operating in Industrial Parks. *Sovremennaya Ekonomika: Problemy i Resheniya* [Modern Economy: Problems and Solutions], 98 (2), 50–60 (in Russian).
11. Starik D. E. (2001) *Calculations of Efficiency of Investment Projects*. Moscow. Finstatinform Publ. 131 (in Russian).
12. Idrisov A. B., Kartyshev S. V., Postnikov A. V. (2006) *Strategic Planning and Investment Performance Analysis*. Moscow, Information Publishing House "Filin". 272 (in Russian).
13. Andreev A. F. (1997) *Efficiency Assessment and Planning of Design Solutions in the Oil and Gas Industry*. Moscow, Neft' and gaz Publ. 276 (in Russian).

Received: 24 October 2018 Accepted: 26 December 2018 Published online: 30 January 2019